

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Bericht nach § 3 des Energieleitungsausbaugesetzes

I. Gegenstand des Berichts

Das Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz – EnLAG) vom 21. August 2009 – zuletzt geändert durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) – hat zum Ziel, den Ausbau der Höchstspannungsnetze zu beschleunigen. Insbesondere sollen hierdurch die Planungs- und Genehmigungsverfahren für diejenigen Leitungsbauvorhaben gestrafft werden, die als energiewirtschaftlich notwendig und vordringlich eingestuft wurden, um den Anforderungen des wachsenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung, der zunehmenden Transportentfernung, aber auch eines verstärkten grenzüberschreitenden Stromhandels gerecht zu werden. Zuständig für Antragstellung, Bau und Betrieb der Leitungen sind die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Die Zuständigkeit für die Genehmigungsverfahren liegt in allen Fällen bei den Ländern.

Mit dem EnLAG hat der Bundesgesetzgeber für insgesamt 22 Leitungsbauvorhaben (ursprünglich 24 Leitungsbauvorhaben) die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und den vordringlichen Bedarf festgestellt. Die in den Bedarfsplan aufgenommenen Vorhaben entsprechen den Zielsetzungen des § 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Die Feststellung der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und des vordringlichen Bedarfs basierten insbesondere auf den Vorgaben der zu diesem Zeitpunkt gültigen europäischen TEN-E-Leitlinien¹ und den Ergebnissen der dena-Netzstudie I².

Damit sollte unter anderem sichergestellt werden, dass spätestens bis zum Jahr 2015 im Höchstspannungsübertragungsnetz sechs neue Trassen zum Nord-Süd-Transport in Betrieb gehen können, um seinerzeit geplante Offshore-Windenergieanlagen optimal und ohne Beeinträchtigung des Netzbetriebs in das bestehende Netz zu integrieren (EnLAG-Vorhaben Nr. 1 bis 6).

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie prüft gemäß § 3 EnLAG im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit sowie dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, ob der Bedarfsplan anzupassen ist. Hierüber ist dem Deutschen Bundestag in jedem geraden Kalenderjahr ein Bericht, erstmalig zum 1. Oktober 2016, vorzulegen. Der letzte Bericht wurde am 29. September 2016 unter Bundestagsdrucksache 18/9855 veröffentlicht. Die auf Basis der alten Rechtslage alle drei Jahre vorzulegenden Berichte wurden am 7. Dezember 2012 unter Bundestagsdrucksache 17/11871 und am 8. Oktober 2015 unter Bundestagsdrucksache 18/6270 veröffentlicht.

¹ Nr. 1, 3, 4, 9 und 12 sind Vorhaben gemäß Entscheidung Nr. 1364/2006/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 6. September 2006 zur Festlegung von Leitlinien für die transeuropäischen Energienetze („TEN-E-Leitlinien“).

² Nr. 1 bis 8 und 10 sind Vorhaben gemäß Deutsche Energie-Agentur, „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie I)“ vom 24. Februar 2005.

Im Bericht gemäß § 3 EnLAG ist insbesondere zu prüfen, ob der in der Anlage zu § 1 Absatz 1 EnLAG enthaltene Bedarfsplan der Entwicklung der Elektrizitätsversorgung anzupassen ist, einschließlich eventuell notwendiger Optimierungsmaßnahmen entsprechend den Zielen nach § 1 EnWG.

In dem Bericht sind zudem Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln nach § 2 EnLAG darzustellen. Nach dieser Vorschrift können sechs der im Bedarfsplan genannten Leitungen auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden, um den Einsatz von Erdkabeln auf der Höchstspannungsebene im Übertragungsnetz als Pilotvorhaben zu testen.

II. Umsetzungsstand der EnLAG-Vorhaben

Um den Umsetzungsstand der EnLAG-Vorhaben zu überwachen, führt die Bundesnetzagentur im Rahmen des Monitoring nach § 35 EnWG ein EnLAG-Monitoring durch. Hierfür übermitteln die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH (TenneT), 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz), Amprion GmbH (Amprion) und TransnetBW GmbH (TransnetBW) quartalsweise die Planungs- und Baufortschritte der Vorhaben in ihren jeweiligen Regelzonen. Die Ergebnisse werden nach Abstimmung mit den Ländern auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zum Netzausbau unter www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de veröffentlicht.

Die EnLAG-Vorhaben sollen alle als Drehstromleitungen auf Höchstspannungsebene (380 kV) betrieben werden und umfassen nach derzeitiger Planung insgesamt rund 1.800 Leitungskilometer.

- Von den geplanten rund 1.800 Leitungskilometern sind bislang insgesamt rund 1.150 Kilometer (knapp 65 Prozent) genehmigt und rund 800 Kilometer realisiert, das sind rund 45 Prozent der Gesamtlänge. Davon befinden sich rund 75 Prozent im 380-kV-Betrieb. Die weiteren Leitungskilometer befinden sich derzeit noch im Probebetrieb.
- Vollständig im 380-kV-Betrieb sind die folgenden acht Vorhaben: Nr. 4 Lauchstädt – Redwitz, Nr. 7 Bergkamen – Gersteinwerk, Nr. 8 Kriftel – Eschborn, Nr. 9 Hamburg/Krümmel – Schwerin, Nr. 10 Redwitz – Grafenrheinfeld, Nr. 20 Dauersberg – Hünfelden, Nr. 21 Marxheim – Kelsterbach und Nr. 23 Neckarwestheim – Mühlhausen.
- Teilweise im 380-kV-Betrieb sind die Vorhaben: Nr. 1 Kassø (Dänemark) – Hamburg/Nord – Dollern, Nr. 15 Osterath – Weißenthurm und Nr. 17 Gütersloh – Bechterdissen.
- Zudem sind Abschnitte der Vorhaben Nr. 1 Kassø (DK) – Hamburg Nord – Dollern, Nr. 2 Ganderkesee – Wehrendorf, Nr. 5 Diele – Niederrhein, Nr. 6 Wahle – Mecklar, Nr. 13 Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL, Nr. 15 Osterath – Weißenthurm und Nr. 19 Kruckel – Dauersberg im Bau, so dass hier bis Ende 2018 von der Fertigstellung weiterer Leitungskilometer ausgegangen werden kann. Eine vollständige 380-kV-Inbetriebnahme bis Ende 2018 ist für das Vorhaben Nr. 13 Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL und Nr. 17 Gütersloh – Bechterdissen vorgesehen.

Bis Ende 2019 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit einer Fertigstellung von rund 50 Prozent der Leitungskilometer. Für das Jahr 2019 ist bei keinem der noch ausstehenden Vorhaben eine vollständige 380-kV-Inbetriebnahme vorgesehen.

Bis Ende 2022 rechnen die Übertragungsnetzbetreiber mit einer Fertigstellung von rund 95 Prozent der Leitungskilometer. Eine vollständige 380-kV-Inbetriebnahme bis 2022 ist für die Vorhaben Nr. 1 Kassø (DK) – Hamburg Nord – Dollern, Nr. 2 Ganderkesee – Wehrendorf, Nr. 3 Neuenhagen – Bertikow/Vierraden – Krajnik (PL), Nr. 5 Diele – Niederrhein, Nr. 6 Wahle – Mecklar, Nr. 11 Neuenhagen – Wustermark, Nr. 13 Niederrhein/Wesel – Landesgrenze NL, Nr. 15 Osterath – Rommerskirchen und Nr. 17 Gütersloh – Bechterdissen vorgesehen.

Die verbleibenden Vorhaben sollen bis 2024 in Betrieb genommen werden. Für das Vorhaben Nr. 12 Eisenhüttenstadt – Baczyna (PL) wird aufgrund von Gesprächsergebnissen mit der polnischen Seite nicht von einer Inbetriebnahme vor 2030 ausgegangen.

Eine geografische Einordnung, die Verfahrensstände sowie die konkreten Jahre für Fertigstellung und Inbetriebnahme können im Detail der beigefügten Karte und dem Balkendiagramm entnommen werden.

III. Fortschreibung des Bedarfsplans

Im Jahr 2011 wurde mit den Beschlüssen zur Umsetzung der Energiewende eine umfangreiche Novellierung des Energierechts vorgenommen. Zentrale Bausteine waren die Einführung eines neuen Verfahrens zur Netzausbaubedarfsplanung in den §§ 12a bis 12e EnWG sowie die Verabschiedung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) vom 28. Juli 2011. Nach den Vorgaben der §§ 12a bis 12e EnWG haben die Übertragungsnetzbetreiber aktuell alle zwei Jahre einen gemeinsamen nationalen Netzentwicklungsplan vorzulegen, der sämtliche Netzaus- und -umbaumaßnahmen enthält, die in den nächsten 10 bis 15 Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind. Der Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber wird von der Bundesnetzagentur geprüft und bestätigt. Er bildet die Grundlage für einen Bundesbedarfsplan, der mindestens alle vier Jahre dem Gesetzgeber vorzulegen ist.

Das neue System der Netzentwicklungsplanung hat sich insgesamt bewährt. Ursprünglich wurde der Prozess jährlich durchgeführt. Um der Komplexität von Inhalt und Verfahren der Netzentwicklungsplanung gebührend Rechnung zu tragen, erfolgte mit dem Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) eine Umstellung von einem jährlichen auf einen sich alle zwei Jahre wiederholenden Prozess.

Da das Ziel der Verfahrensbeschleunigung für vordringliche Netzausbauvorhaben durch das Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) und das NABEG gewährleistet wird, besteht kein Bedarf zur Aufnahme neuer Vorhaben in den Bedarfsplan des EnLAG. Bei der Aufstellung des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber werden die Vorhaben aus dem EnLAG als so genanntes „Startnetz“ in den Plan integriert. Die weiteren Bedarfsplanungen setzen diese Vorhaben als realisiert voraus. Soweit die EnLAG-Vorhaben aufgrund einer abweichenden Netzkonzeption von den Übertragungsnetzbetreibern als nicht mehr erforderlich eingestuft werden, wird dieses im Netzentwicklungsplan vermerkt. So wurde bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom mit dem Zieljahr 2022 (NEP 2022) festgestellt, dass die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf für das EnLAG-Vorhaben Nr. 22 Weier – Villingen durch Änderungen in der Netztopologie der TransnetBW zwischenzeitlich entfallen sind. Mit Artikel 3 des Zweiten Gesetzes über Maßnahmen zur Beschleunigung des Netzausbaus Elektrizitätsnetze vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543) wurde das Vorhaben Nr. 22 aus dem Bedarfsplan gestrichen. Im Prozess zum Netzentwicklungsplan Strom mit dem Zieljahr 2024 (NEP 2024) wurde das Vorhaben Nr. 24 Bünzwangen – Lindach – Goldshöfe von den Übertragungsnetzbetreibern aufgrund alternativer netztechnischer Lösungen der TransnetBW als nicht mehr energiewirtschaftlich notwendig erachtet. Der Gesetzgeber hat daraufhin das Vorhaben Nr. 24 mit Artikel 5 des Gesetzes zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) aus dem Bedarfsplan gestrichen. Für alle anderen im Gesetz aufgeführten EnLAG-Vorhaben bestehen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf fort.

Das erste Bundesbedarfsplangesetz wurde am 23. Juli 2013 erlassen; damit wurden für die ursprünglich darin enthaltenen 36 bundesweiten Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes festgestellt. Mit dem Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) erfolgte eine Anpassung des BBPIG. Der aktuelle Bundesbedarfsplan enthält die von der Bundesnetzagentur bestätigten Vorhaben des Netzentwicklungsplans mit dem Zieljahr 2024. Die Gesamtzahl der Vorhaben, für die eine energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt wurden, hat sich nunmehr auf 43 Vorhaben erhöht. Von diesen 43 Vorhaben sind seit der letzten Gesetzesänderung durch das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 1786) 16 Vorhaben als länderübergreifend oder grenzüberschreitend im Sinne des NABEG gekennzeichnet. Für diese Vorhaben führt die Bundesnetzagentur die Bundesfachplanung und im Anschluss daran die Planfeststellungsverfahren durch.

Die Anzahl der Vorhaben des BBPIG wird sich in Zukunft voraussichtlich erhöhen. Mit Bestätigung des Netzentwicklungsplans mit dem Zieljahr 2030 (Version 2017) hat die Bundesnetzagentur am 22. Dezember 2017 weitere Maßnahmen bestätigt. Die Prüfungen der Bundesnetzagentur haben zudem bestätigt, dass alle Vorhaben des geltenden Bundesbedarfsplans von 2015 weiterhin erforderlich sind. Weitere Anpassungen des Bedarfsplans des EnLAG sind von der Bundesnetzagentur nicht als erforderlich angesehen worden. Eine Fortschreibung des Bedarfsplans in der Anlage zu § 1 Absatz 1 EnLAG ist dementsprechend auch nach Auffassung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nicht erforderlich.

IV. Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln

Die nachfolgenden Ausführungen konzentrieren sich auf die Erfahrungen mit dem Einsatz von Erdkabeln in Drehstromtechnik. Das EnLAG sieht keine Ausführung in Gleichstromtechnik vor.

a) Gesetzeslage

Anders als in niedrigen Spannungsebenen entspricht der Einsatz von Erdkabelsystemen auf Höchstspannungsebene im Drehstrombereich noch nicht dem Stand der Technik. Es gilt daher grundsätzlich der Vorrang von Freileitungen. Bevor Erdkabel im größeren Umfang im Übertragungsnetz eingesetzt werden können, sind im Rahmen von Pilotvorhaben im realen Netzbetrieb ausreichende Erfahrungen zu sammeln. Insofern können im Drehstrombereich Erdkabel derzeit keine gleichberechtigte Alternative zu Freileitungen sein. Der Gesetzgeber hat diesem Gedanken Rechnung getragen, indem er den Einsatz von Erdkabeln auf Höchstspannungsebene auf Pilotvorhaben beschränkt hat.

Aus den laufenden Vorhaben konnten bereits erste Erfahrungen bei der Planung und Realisierung von Erdkabelteilabschnitten abgeleitet werden. Der Gesetzgeber hat 2015 Änderungen im gesetzlichen Rahmen herbeigeführt, die darauf abzielen, die Erdverkabelung auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten auch auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse weiter zu erleichtern und zugleich sachgerechter auszugestalten. Dadurch können im weiteren Verlauf des Netzausbaus insgesamt in Deutschland vertiefte Erfahrungen bezüglich der Planung, Realisierung und des Betriebs von Erdkabeln gesammelt werden. Insbesondere wurden die Kriterien, deren Erfüllung eine Voraussetzung für den Erdkabeleinsatz ist, durch die Änderungen im EnLAG erweitert. Zudem wurden weitere EnLAG-Drehstromvorhaben als Pilotstrecken für eine Erdverkabelung vorgesehen.

Mit dem Gesetz zur Änderung von Bestimmungen des Rechts des Energieleitungsbaus vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2490) wurde dementsprechend die Erdverkabelung maßvoll erweitert. Der Gesetzgeber hat sich für die Beibehaltung des Regel-Ausnahme-Verhältnisses entschieden. Im Regelfall ist eine Freileitung zu errichten.

Als Erdkabel gelten alle Erdleitungen einschließlich Kabeltunnel und gasisolierter Rohrleitungen. Ihr Einsatz ist grundsätzlich auf technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitten beschränkt.

Die Pilotvorhaben des EnLAG, für die eine Erdverkabelung auf Teilabschnitte in Betracht kommt, sind:

1. Abschnitt Ganderkesee – St. Hülfe der Leitung Ganderkesee – Wehrendorf (Nr. 2),
2. Leitung Diele – Niederrhein (Nr. 5),
3. Leitung Wahle – Mecklar (Nr. 6),
4. Abschnitt Altenfeld – Redwitz der Leitung Lauchstädt – Redwitz (Nr. 4),
5. Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Uftorf der Leitung Niederrhein – Uftorf – Osterath (Nr. 14),
6. Leitung Wehrendorf – Gütersloh (Nr. 16).

Das Gesetz unterscheidet bei den Anforderungen der Erdverkabelung. Bei den Pilotvorhaben EnLAG Nr. 2, 5, 14 und 16 gelten bestimmte Kriterien, wann eine Erdverkabelung möglich ist. Zwei weiteren Pilotvorhaben (EnLAG Nr. 4 und 6) sind kriterienunabhängig.

Die Möglichkeit der Erdverkabelung besteht bei den genannten kriterienabhängigen Vorhaben in folgenden Fällen:

- Siedlungsannäherung: Das EnLAG sieht bei einer Entfernung einer neuen Höchstspannungsleitung von weniger als 200 Metern zu Wohngebäuden im Außenbereich und von weniger als 400 Metern zu Wohngebäuden im Innenbereich zum Schutz des Wohnumfeldes die Möglichkeit einer Erdverkabelung vor (vgl. § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 EnLAG).
- Belange des Naturschutzes: Wenn eine Freileitung gegen Belange des Naturschutzes nach dem Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG), die dem Arten- und Gebietsschutz dienen, verstoßen würde, besteht die Möglichkeit der Erdverkabelung (vgl. § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 und 4 EnLAG).
- Querung einer Bundeswasserstraße: Wenn die Höchstspannungsleitung eine Bundeswasserstraße queren soll, deren zu querende Breite mindestens 300 Meter beträgt, besteht die Möglichkeit der Erdverkabelung (vgl. § 2 Absatz 2 Satz 1 Nummer 5 EnLAG).

Eine Teilerdverkabelung ist auch dann möglich, wenn diese Kriterien nicht auf der gesamten Länge des technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts vorliegen. Dadurch ist klargestellt, dass auch längere Verkabelungsabschnitte realisiert werden können.

In einem Fall sieht das Gesetz auch einen längeren Verkabelungsabschnitt vor. Im Abschnitt Wahle – Lamprunge der Leitung Wahle – Mecklar (Nr. 6) besteht die Möglichkeit, auf Antrag des Vorhabenträgers einen mindestens 10 Kilometer und höchstens 20 Kilometer langen Teilabschnitt als Erdkabel-Pilotvorhaben zu errichten. Dies dient dazu, auf einem längeren ununterbrochenen Teilabschnitt Erfahrungen mit der Erdverkabelung an zentraler Stelle im 380-kV-Verbundnetz zu sammeln. Hier besteht die Möglichkeit der Erdverkabelung kriterienunabhängig.

Ebenfalls kriterienunabhängig gilt weiterhin die Möglichkeit der Erdverkabelung bei Vorhaben Nr. 4 im Naturpark Thüringer Wald bei der Querung des Rennsteigs. Von dieser Möglichkeit wurde im Verfahren kein Gebrauch gemacht. Das Vorhaben wurde als Freileitung errichtet und in Betrieb genommen.

b) Erfahrungen aus den Erdkabel-Pilotvorhaben

Bislang wurde keine der sechs im EnLAG benannten Pilotstrecken für Erdkabel in normalen Netzbetrieb genommen. Entsprechendes gilt für Pilotstrecken für Erdkabel (Drehstromtechnik) nach dem BBPlG. Daher gibt es nach wie vor in Deutschland nur sehr wenige Erfahrungswerte für 380-kV-Drehstromerdkabel.

1. Erfahrungen auf dem Abschnitt Ganderkesee – St. Hülfe bei dem Vorhaben Nr. 2 (Ganderkesee – Wehrendorf)

In der Vergangenheit kam es im Verfahren zu diesem Abschnitt zu Verzögerungen, da es vor dem Hintergrund des niedersächsischen Erdkabelgesetzes und der Anpassung des EnLAG 2011 bezüglich der Anordnung von Erdverkabelungsabschnitten unterschiedliche Auffassungen zwischen TenneT und der Planfeststellungsbehörde gab. Während TenneT auf die Eröffnung des Verfahrens auf Basis der eingereichten Antragsunterlagen bestand, verlangte die Planfeststellungsbehörde die Änderung der Antragsunterlagen hinsichtlich der Teilverkabelungsabschnitte. TenneT hatte deshalb Klage beim Bundesverwaltungsgericht eingereicht. Im November 2012 wurde ein Vergleich zwischen TenneT und der Planfeststellungsbehörde geschlossen. Hierbei wurde neben zwei beantragten Erdkabelabschnitten in einer Länge von 3,2 Kilometern und 3,6 Kilometern südlich des Umspannwerks Ganderkesee eine Alternativplanung mit bis zu sieben Teilabschnitten in den Antrag aufgenommen.

Der Planfeststellungsbeschluss für den Abschnitt erging am 31. März 2016. Über die zwei von der Antragstrasse hinausgehenden Erdkabelabschnitte wurden auch die Erdkabelabschnitte der Alternativplanung von der Kabelübergangsanlage Rüssen-Nord bis zur Kabelübergangsanlage Aldorf-Nord in einer Länge von fünf Kilometern sowie von der Kabelübergangsanlage Dickel-West bis zum Umspannwerk St. Hülfe in einer Länge von 5,4 Kilometern planfestgestellt.

Der Planfeststellungsbeschluss wurde beklagt und am 5. April 2017 für bestandskräftig erklärt. In dem Klageverfahren ging es u.a. um die Frage, ob Erdkabel als technische Alternative im Planfeststellungsbeschluss ausreichend betrachtet wurden.³

Anpassungen der temporären Flächeninanspruchnahme während der Bauphase und technisch bedingte Optimierungen (z.B. Einsatz von HDD-Bohrungen) machen ein Planänderungsverfahren notwendig. Da sich der Planänderungsumfang und auch die Akzeptanz der Kabelabschnitte deutlich von den Freileitungsbereichen unterscheiden, wurde die Trasse in Abstimmung mit der Genehmigungsbehörde in 5 Genehmigungsabschnitte unterteilt. So konnte im Freileitungsbereich bereits mit dem Bau einiger Masten begonnen werden. Darüber hinaus haben sich die Voraussetzungen für den Kabelabschnitt Rüssen-Nord bis Aldorf-Nord verändert, so dass TenneT hier eine weitere Planänderung zu einer Freileitung plant.

Eine Einigung mit den vom Bau betroffenen Eigentümern konnte bislang nicht erzielt werden. Der Abschluss einer Rahmenvereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und den betroffenen Eigentümern zur Einholung der benötigten Dienstbarkeiten steht noch aus. Dies hängt zusammen mit der Diskussion um die Höhe und Form der Entschädigungszahlungen.

³ BVerwG, Urteile vom 14.06.2017, Az. 4 A 10/16, 4 A 12/16, 4 A 14/16, 4 A 15/16 für den Abschnitt in Niedersachsen sowie 4 A 11/16 und 4 A 13/16 für den Abschnitt in Nordrhein-Westfalen.

2. Erfahrungen auf dem Abschnitt Altenfeld – Redwitz bei dem Vorhaben Nr. 4 (Lauchstädt – Redwitz)

Auf dem Abschnitt Altenfeld – Landesgrenze TH/BY wurde im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens eine Teilverkabelung geprüft. Die Planfeststellungsbehörde kam zu dem Ergebnis, dass kein technisch und wirtschaftlich effizienter Teilabschnitt für eine Erdverkabelung ermittelt werden kann; sie hat dementsprechend eine Freileitung ohne Erdkabelabschnitt auf einer Länge von 26 Kilometern planfestgestellt.

Auf dem Abschnitt Landesgrenze TH/BY – Redwitz kam es nach Angaben des Übertragungsnetzbetreibers zu keiner Siedlungsannäherung im Sinne der EnLAG-Kriterien. Im Rahmen des Planfeststellungsbeschlusses wurde kein Erdkabelabschnitt genehmigt.

3. Erfahrungen bei dem Vorhaben Nr. 5 (Diele – Niederrhein)

Bei dem Abschnitt Punkt Bredenwinkel – Punkt Borken Süd wurde Anfang 2014 bundesweit erstmalig ein 380-kV-Erdkabelabschnitt auf einer Länge von 3,4 Kilometern planfestgestellt. Gegen den Planfeststellungsbeschluss wurden keine Klagen erhoben. Die Bauarbeiten an der Erdkabelstrecke in der Gemeinde Raesfeld im Kreis Borken (NW) wurden abgeschlossen. Es wird aktuell der Testbetrieb der Kabelanlage gemeinsam mit dem Abschnitt Punkt Bredenwinkel – Wesel durchgeführt.

Die Verlegung des Erdkabels wurde in offener Bauweise durchgeführt. Für die Übertragungsleistung von 2 x 1.800 MVA wurde eine Baubedarfsfläche mit einer Breite von rund 42 Metern benötigt, die nach den Bauarbeiten in einen Schutzstreifen von rund 23 Metern übergeht. Im Rahmen der Bauarbeiten wurde das Ziel verfolgt, Auswirkungen auf den Boden durch eine bodenschonende Bauweise zu minimieren. Verdichtungen des Bodens sollten vermieden werden. Hierfür mussten die Bodenschichten nach der Leerrohrverlegung wieder so eingebracht werden, wie sie vorgefunden wurden. Unabhängige Bodenkundler überwachten die Umsetzung dieses Konzeptes. Im Rahmen des Projektes wurde von Seiten Amprions festgestellt, dass der Baufortschritt sehr stark von den Witterungsbedingungen beeinflusst wurde. Aufgrund der starken Regenfälle kam es zu Verzögerungen.

Die Investitionskosten lagen in etwa um den Faktor sechs höher als bei einer vergleichbaren Freileitung. Die Mehrkosten seien aber sehr stark abhängig von der Übertragungsaufgabe, den Bodenverhältnissen und den zu kreuzenden Infrastrukturen (Flüsse, Bahngleise, Straßen etc.). Da die Kabelstrecke des Abschnitts keine Infrastrukturen quert, sind während der Baumaßnahmen keine Herausforderungen bedingt durch Raumwiderstände entstanden. Amprion kam zu dem Schluss, dass Erdverkabelung zwar das Landschaftsbild entlastet, aber einen massiven Eingriff in den Boden bedeutet.

Im laufenden Genehmigungsverfahren wurden nachträglich zahlreiche technische Gutachten zum Kabelabschnitt angefordert. Die abgeschlossenen Gutachten wurden Bestandteil der späteren Beschlussfassung. Die technischen Gutachten wurden bereits für den nachfolgenden Genehmigungsabschnitt Pkt. Borken Süd – Pkt. Nordvelen und den Abschnitt Pkt. Legden Süd – Pkt. Asbeck verwendet.

Auf dem Abschnitt Punkt Borken Süd – Punkt Nordvelen wurde im Jahr 2016 ein weiterer Erdkabelabschnitt in einer Länge von 3,4 Kilometern planfestgestellt. Die Baumaßnahmen für den Abschnitt wurden 2018 abgeschlossen. Der Testbetrieb soll bis Ende 2018 beginnen. Amprion hat aufgrund der aufwendigen Tiefbauarbeiten aus dem Abschnitt Bredenwinkel – Borken Süd für den Abschnitt Borken Süd – Punkt Nordvelen alternative Bohrverfahrensmethoden erprobt.

Der Abschnitt Punkt Legden Süd – Punkt Asbeck wird auf einer Länge von 5,5 Kilometern als Erdkabel umgesetzt. Ein Teil der Strecke wird als Tunnel ausgeführt. Das Planfeststellungsverfahren soll im vierten Quartal 2018 beginnen. Die öffentliche Auslegung der Unterlagen wird Ende des Jahres 2018 abgeschlossen. Die Bauausführung beginnt ab 2020. Aufgrund der technischen Komplexität des Genehmigungsabschnitts hat sich die Zusammenstellung der Antragsunterlagen verzögert.

In den weiteren Abschnitten des Vorhabens Diele – Niederrhein, die von Amprion geplant werden, wurden nach Aussage des Übertragungsnetzbetreibers die Kriterien für eine Erdverkabelung nicht erfüllt, so dass keine weiteren Erdkabelabschnitte beantragt wurden.

Aufgrund einer geplanten Umgehung in Gescher besteht Amprion zufolge derzeit ein erhöhtes Klagerisiko. Es zeichnet sich außerdem ab, dass insbesondere die Umgestaltung der umweltfachlichen Antragsunterlagen für den Abschnitt Nordvelen – Legden Süd zu Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren geführt hat, bzw. führen kann.

Auf dem Abschnitt Dörpen/West – Meppen hat TenneT einen Erdkabelabschnitt in einer Länge von ca. 3,1 Kilometern beantragt. Aufgrund der Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen (niedersächsisches Erdkabelgesetz; EnLAG) kam es zu Verzögerungen in der Planung durch Anpassung der Genehmigungsunterlagen. Der ursprünglich für Ende 2016 avisierte Planfeststellungsbeschluss wurde im Juli 2017 erteilt.

Neben der grundsätzlichen Beteiligung der betroffenen Akteure wurde für den Erdkabelabschnitt zudem ein Runder Tisch mit der Stadt Haren und den betroffenen Eigentümern und Pächtern geschaffen. Zwischen 2014 und 2018 haben fünf Sitzungen stattgefunden. Insgesamt konnten 70 Prozent der Anregungen vor Ort in den Planungen berücksichtigt werden.

Zudem konnte frühzeitig eine Rahmenvereinbarung mit den betroffenen Eigentümern geschlossen werden, die auf Einmalzahlungen basiert. Sie enthält eine Klausel, die bis zur Inbetriebnahme entsprechende gesetzliche Änderungen berücksichtigt.

Bis zum Baustart konnte ein Großteil der Dienstbarkeiten gesichert werden. Insgesamt liegt nur eine Klage eines einzelnen Eigentümers im nördlichen Bereich der Freileitung vor. Ein Verhandlungstermin beim Bundesverwaltungsgericht (BVerwG) wurde für September 2018 (20.09.) festgesetzt. Im Bereich des Erdkabelabschnitts konnten einvernehmliche Lösungen mit allen Eigentümern gefunden werden. Derzeit befindet sich der 3,1 Kilometer lange Kabelabschnitt im Bau. Die Verlegung der Erdkabel wird größtenteils in offener Bauweise durchgeführt. An bestimmten Stellen werden Unterbohrungen mit dem HDD-Bohrverfahren vorgenommen.

Die temporäre Flächeninanspruchnahme umfasst im Regelfall während des Baus 45 Meter. Der Schutzstreifen nach Beendigung der Baumaßnahme entspricht 25 Meter. Die Baumaßnahme wird sowohl bodenkundlich als auch naturschutzfachlich begleitet.

4. Erfahrungen bei dem Vorhaben Nr. 6 (Wahle – Mecklar)

Auf Basis der gesetzlichen Änderungen vom 21. Dezember 2015 plant TenneT für den Abschnitt Wahle – Lamspringe einen Erdkabelabschnitt von 13,5 Kilometern. Die erforderlichen Unterlagen für die angestrebte Planänderung wurden erarbeitet und Anfang 2018 der Antrag auf Planfeststellung bei der Behörde gestellt. Der Erörterungstermin findet am 29./30. Oktober 2018 statt. Sofern die Pilotversuche hierzu erfolgreich sind, soll im Abschnitt Wahle – Lamspringe das sog. Pflugverfahren zum Verlegen der Schutzrohre der Erdkabel zum Einsatz kommen.

Auf den Abschnitten Lamspringe – Hardeggen und Hardeggen – Landesgrenze NI/HE hat TenneT jeweils einen Erdkabelabschnitt in einer Länge von 2,2 Kilometern bzw. 5,5 Kilometern beantragt. Der 2,2 Kilometer lange Erdkabelstich zur Schaltanlage Erzhausen zur Anbindung des Pumpspeicherkraftwerkes Erzhausen wurde gemeinsam mit dem Leitungsabschnitt Lamspringe – Hardeggen Ende 2017 planfestgestellt. Der 5,5 Kilometer lange Erdkabelabschnitt im Abschnitt Hardeggen – Landesgrenze NI/HE verläuft westlich an Göttingen vorbei. Der Antrag auf Planfeststellung wurde im Juli 2018 gestellt. Auch in diesem Abschnitt soll das o.g. Pflugverfahren zum Einsatz kommen.

Für den Abschnitt Landesgrenze NI/HE – Mecklar hat TenneT keinen Erdkabelabschnitt ins Verfahren eingebracht.

5. Erfahrungen bei der Rheinquerung im Abschnitt Wesel – Ufort bei dem Vorhaben Nr. 14 (Niederrhein – Ufort – Osterath)

Die in diesem Vorhaben erforderliche Rheinquerung ist bei der gesetzlichen Änderung vom 21. Dezember 2015 neu als Pilotvorhaben eingestuft worden. Bei Amprion wird aktuell die Trassierung durchgeführt, so dass die konkrete Länge des Erdkabelabschnitts noch offen ist.

Für den Abschnitt Wesel – Ufort wurde im Jahr 2012 eine raumordnerische Prüfung durchgeführt. Im Ergebnis musste für den Abschnitt kein Raumordnungsverfahren durchgeführt werden. Die Planung konnte somit fortgesetzt werden. Mit der Änderung des EnLAG zeichnete sich für den Abschnitt Wesel – Ufort ebenfalls die Integration eines Kabelabschnitts in die Gesamtplanung ab. Aufgrund dieser bevorstehenden Änderung wurde die Planung zunächst angehalten. Nach erneuter Wiederaufnahme der Planung war eine umfassende Prüfung der bisherigen Planung erforderlich. Verzögerungen der ursprünglichen Zeitplanung waren die Folge.

Im Jahr 2017 wurde der Landesentwicklungsplan (LEP) in NRW geändert, die Planung musste auf der Grundlage des neuen LEP geprüft und entsprechend angepasst werden. Hierdurch haben sich Änderungen ergeben,

so dass die ursprüngliche raumordnerische Prüfung aus dem Jahr 2012, welche auf dem ehemaligen LEP basierte, erneut durchgeführt werden musste. Dies hat ebenfalls zu Verzögerungen im Genehmigungsverfahren geführt.

Derzeit werden die Antragsunterlagen für das Planfeststellungsverfahren erstellt. Die Einreichung erfolgt im Jahr 2019. Parallel zur Detailplanung sind weitere juristische Prüfungen durchzuführen. Da das Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) im Jahr 2017 geändert wurde, ist derzeit zu prüfen, ob ein erneuter Scoping-Termin erforderlich ist.

Für den Abschnitt Uforth – Pkt. Hüls-West werden keine weiteren Erdkabelabschnitte beantragt.

6. Erfahrungen bei dem Vorhaben Nr. 16 (Wehrendorf – Gütersloh)

Mit der gesetzlichen Änderung vom 21. Dezember 2015 wurde das Gesamtprojekt Wehrendorf – Gütersloh als Pilotvorhaben, die auf Teilabschnitten als Erdkabel errichtet und betrieben werden können, eingestuft. Diese Gesetzesänderung hat unterschiedliche Auswirkungen auf die vier Einzelmaßnahmen, die das Gesamtprojekt umfassen und die unterschiedliche Planungs- und Verfahrensstände aufweisen.

Ursprünglich gab es nur eine Einzelmaßnahme in Nordrhein-Westfalen, die den Abschnitt von der Umspannanlage Gütersloh über die Umspannanlage Hesseln bis zur Landesgrenze umfasste. Für diesen gesamten Abschnitt war kein Raumordnungsverfahren erforderlich. Das Planfeststellungsverfahren wurde im Dezember 2013 bei der zuständigen Bezirksregierung Detmold eingeleitet. Infolge der Änderung des EnLAG entschied Amprion, das beantragte Planfeststellungsverfahren einzukürzen.

Am 18. Dezember 2013 hat Amprion die Planfeststellung für die 110-/380-kV-Höchstspannungsfreileitung Umspannanlage Gütersloh – Punkt Königsholz (Landesgrenze NRW/Niedersachsen) bei der Bezirksregierung Detmold als zuständige Planfeststellungsbehörde beantragt. Im Rahmen einer ersten Planänderung hat Amprion am 16. August 2017 den Planfeststellungsantrag für den Leitungsabschnitt Punkt Hesseln – Punkt Königsholz zurückgezogen. Das Planfeststellungsverfahren für diesen Teilabschnitt ist daher von der Bezirksregierung Detmold am 24. August 2017 eingestellt worden, so dass sich das seit 2013 anhängige Planfeststellungsverfahren seither nur noch auf den Leitungsabschnitt Hesseln – Gütersloh bezieht.

Für diesen Abschnitt hat am 21. November 2017 der von der Bezirksregierung Detmold durchgeführte Erörterungstermin stattgefunden. Für den Leitungsabschnitt hatte Amprion Planänderungen in das laufende Planfeststellungsverfahren eingebracht. Der Erlass des Planfeststellungsbeschlusses wird Ende 2018/ Anfang 2019 erwartet.

Mit der Einkürzung der ursprünglichen oben erläuterten Gesamtmaßnahme wird der Abschnitt Landesgrenze NI/NW (Punkt Königsholz) – Hesseln nicht mehr vom laufenden Planfeststellungsverfahren erfasst. Dieser Abschnitt wird Teil eines neu zu beantragenden Planfeststellungsverfahrens, in dem auch die Teilerdverkabelungsoption entsprechend der EnLAG-Abstände geprüft wird. Die geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen haben sich auf den ursprünglichen Zeitplan nachteilig ausgewirkt. Die Änderungen haben zunächst dazu geführt, dass erneut geprüft wurde, ob die Durchführung eines Raumordnungsverfahrens notwendig ist. Das Prüfergebnis ergab, dass auf eine erneute Durchführung eines Raumordnungsverfahrens verzichtet werden kann. Somit ist dieser Abschnitt Gegenstand eines neu zu beantragenden Planfeststellungsverfahrens, für welches derzeit die Vorbereitungen erfolgen.

Aufgrund der Projekthistorie und der nun geänderten Grundlage für die Planung hat sich Amprion dafür entschieden, in diesem Genehmigungsabschnitt eine neue Form der frühzeitigen Öffentlichkeitsbeteiligung zu erproben. Der hier durchgeführte Planungsdialog bündelt verschiedene lokale Sichtweisen. Er ist ein konsultatives Gremium und schafft ein zentrales Forum des Dialogs. Der Planungsdialog gliedert sich in drei Phasen, mit denen er die drei Projektphasen (Planung, Genehmigung und Bau) begleitet. Themen und Ziele sind in den jeweiligen Phasen unterschiedlich gelagert. Die erste Phase erfolgte von Januar bis August 2018.

Der geplante Teilerdverkabelungsabschnitt im Siedlungsbereich von Borgholzhausen hat eine Länge von ca. 8 Kilometern.

Der Abschnitt Lüstringen – Landesgrenze NI/NW befindet sich derzeit im Raumordnungsverfahren. Hier ist ein Teilerdverkabelungsabschnitt im Bereich von Lüstringen mit ca. 4 bis 8 Kilometer Länge geplant.

Der Abschnitt Wehrendorf – Lüstringen führt bislang über die Punkte Schledehausen und Krevinghausen. Hierfür hat in der informellen Vorplanungsphase zwischen September 2014 und Mai 2015 ein Trassenfindungsprozess mit mehreren Arbeitskreissitzungen und Bürgersprechstunden stattgefunden. Anschließend fand im Juli 2015 eine erste Antragskonferenz für ein Raumordnungsverfahren statt. Das Verfahren wurde jedoch nicht eingeleitet, weil sich bereits die Änderung des EnLAG mit Ermöglichung der Teilerdverkabelungsoption ankündigte. Eine ergänzende Antragskonferenz fand zusammen mit dem Abschnitt von Melle bis zur Umspannanlage Lüstringen im April 2016 statt. Das Raumordnungsverfahren soll voraussichtlich Ende 2018 eingeleitet werden. Hier sind noch keine Aussagen zu geplanten Teilerdverkabelungsabschnitten möglich, da die Raumordnungsunterlagen aktuell erstellt werden.

Zeitliche Verzögerungen des Vorhabens begründet Amprion vor allem mit einer intensiven Prüfung der Wirkung von Erdkabelanteilen auf die Netzstabilität und die Entwicklung von Gegenmaßnahmen durch interne und externe Gutachter. Zudem waren mit der Gesetzesnovellierung zusätzliche Abstimmungs- und Beteiligungsprozesse verbunden, die einen Zeitverzug zur Folge hatten.

c) Forschungsvorhaben

Um eine detaillierte technische, planerische und regulatorische Bewertung der Erdkabel-Projekte nach EnLAG und BBPlG sicherzustellen, hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine Untersuchung durchführen lassen. Ein Forschungskonsortium bestehend aus Consentec GmbH, Bosch & Partner GmbH und Prof. Dr. jur. Hans-Joachim Koch hat Ende 2016 einen Bericht vorgelegt. Dabei wurden insbesondere die technischen und wirtschaftlichen Aspekte der Erdverkabelung analysiert; dies betrifft beispielsweise verschiedene Ausführungsarten der Erdverkabelung (feststoffisolierte Kabel sowie gasisolierte Rohrleitungen). Zusätzliche Bauteile bei Drehstromkabel im Vergleich zu Gleichstromkabel sind insbesondere zusätzliche Muffen und Ladekomensatoren. Es wurden zudem die wesentlichen Kostentreiber im Rahmen der für die Erdverkabelung notwendigen Tiefbauarbeiten dargestellt (z. B. felsige Gebiete, Gebiete mit hohen Grundwasserständen, Infrastrukturquerungen). Die Gutachter konnten keinen regulatorischen Anpassungsbedarf hinsichtlich der Erdverkabelung feststellen. Zudem wurde der gesetzlich nicht näher definierte Begriff des technisch und wirtschaftlich effizienten Teilabschnitts näher erläutert: Als Mindestbedingung wird gesehen, dass die (längenunabhängigen) Kosten für den Übergang zwischen Kabel und Freileitung bei Drehstromleitungen nicht mehr dominant sind. Dies ist zwischen 2 und 10 Kilometern Länge des Erdkabels der Fall. Ab 10 Kilometer fallen zusätzliche Kosten für die Blindleistungskompensation an. Auch bei Gleichstromleitungen ist eine Mindestlänge für Freileitungen (als Ausnahme zum Erdkabelvorrang) von einigen Kilometern anzusetzen.

Ferner werden die verschiedenen Wirkfaktoren und -intensitäten im Hinblick auf die Bauphase und die Betriebsphase dargestellt. Besonders während der Bauphase erfolgen erhebliche Eingriffe in Natur und Landschaft, insbesondere aufgrund des Bodenaushubs und des Zugangs zur Baustelle. Auch während der Betriebsphase entstehen Wirkungen, etwa aufgrund der Bodenerwärmung. Eine Überschreitung der Vorgaben der 26. Bundes-Immissionsschutzverordnung (BImSchV) im Hinblick auf elektromagnetische Felder ist sowohl bei Dreh- als auch bei Gleichstromleitungen nicht zu erwarten.

Die Analyse verschiedener Erdkabelpilotvorhaben ergab, dass sich die Herangehensweise der Vorhabenträger und der Planungs- und Genehmigungsbehörden unterscheidet, je nachdem ob das Vorhaben vorrangig als Erdkabel oder als Freileitung mit Erdkabelabschnitten geplant wird. Im Rahmen eines Raumordnungsverfahrens konnten bereits einige Konflikte betrachtet werden. Dies gelang in Schleswig-Holstein auch im Rahmen von informellen Beteiligungsverfahren im Vorfeld des Planfeststellungsverfahrens und führte so zu mehr Akzeptanz des Vorhabens. Ferner wird gezeigt, dass eine Teilerdverkabelung im Vergleich zu einer verschwenkten Freileitung nicht zwingend eine bessere Alternative darstellt. Die Studie hält ein standardmäßiges (Langzeit-)Monitoring der Umweltauswirkungen, insbesondere für den Boden und den Wasserhaushalt, für sinnvoll. Verzögerungen beim Ausbau der Leitungen ergaben sich aus geänderten rechtlichen Anforderungen und methodischen Unsicherheiten zwischen Vorhabenträger und Genehmigungsbehörden (insbesondere in Niedersachsen).

Die Studie ist abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/consentec-technische-planerische-regulatorische-bewertung-der-erdkabel-projekte-nach-enlag-und-bbplg.html>.

V. Fazit

Seit Einführung des BBPlG besteht kein Bedarf zur Aufnahme neuer Vorhaben in den Anwendungsbereich des EnLAG. Für alle im Bedarfsplan des EnLAG aufgeführten Vorhaben bestehen die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf fort.

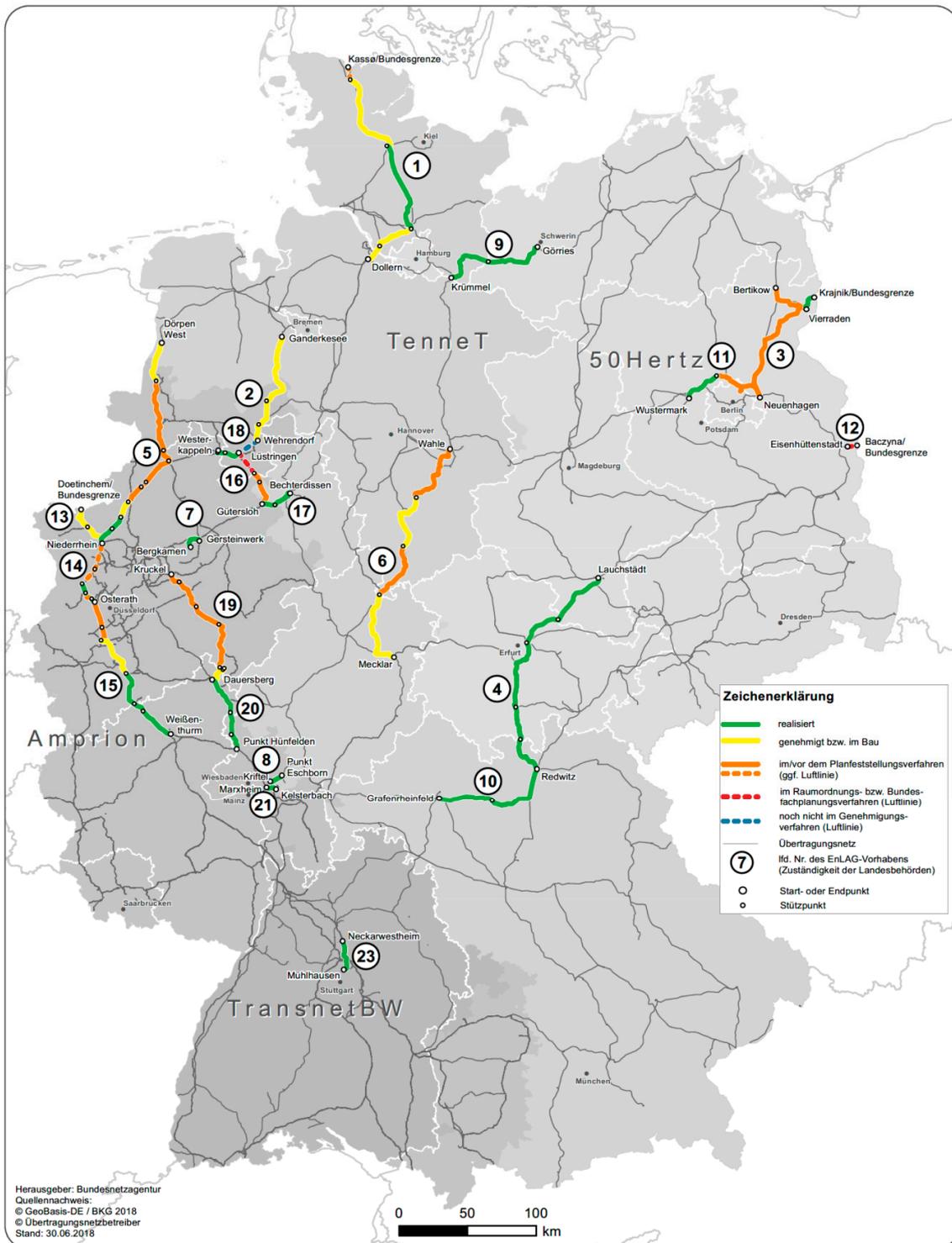
Mit rund 800 Kilometern wurden bis zum 30. Juni 2018 knapp 45 Prozent der erforderlichen Kilometer realisiert. Davon befinden sich rund 75 Prozent im 380-kV-Betrieb. Bis zum Jahr 2019 wird von der Fertigstellung von rund 50 Prozent und bis zum Jahr 2022 von rund 95 Prozent der erforderlichen Leitungskilometer ausgegangen. Dies zeigt nicht nur im Vergleich zur ursprünglichen Planung, sondern auch zum Stand im letzten Bericht im Jahr 2016 nochmals eine deutliche Verzögerung hinsichtlich der geplanten Inbetriebnahmezeitpunkte.

Im Bereich der Drehstromerdkabel konnten im Rahmen des Pilotvorhabens in der Gemeinde Raesfeld erste Erfahrungen mit der Planung und dem Bau von 380-kV-Kabeln gewonnen werden. Betriebliche Erfahrungen beschränken sich derzeit auf den Testbetrieb. Zurzeit befinden sich 3,1 Kilometer im Bau, weitere 3,4 Kilometer sind gebaut und sollen Ende 2018 in den Testbetrieb übergehen. Auf weiteren rund 20 Kilometern sind Erdkabelabschnitte planfestgestellt. Bei den aktuell laufenden und anstehenden Genehmigungsverfahren werden voraussichtlich Teilverkabelungsabschnitte im zweistelligen Kilometerbereich hinzukommen, die in den nächsten Jahren weitergehende Erkenntnisse liefern werden.

Karte und Balkendiagramm zum zweiten Quartal 2018



Stand der Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) nach dem zweiten Quartal 2018



Balkendiagramm EnLAG-Monitoring zum zweiten Quartal 2018

Nr.	Streckenabschnitt	Bundesland	Technik	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	geplante Inbetriebnahme ¹ (best case)	geplante km	realisierte km	NOVA-Kategorie	Hochtemperaturleitersail
1	Kassø (Bundesgrenze) – Flensburg	SH																				2020	10	0	Netzverstärkung ^b	
	Flensburg – Aurdorf	SH																				2020	70	0	Netzverstärkung ^b	
	Aurdorf – Hamburg/Nord	SH	HDÜ-FL																			2018	70	70	Netzverstärkung ^b	
	Hamburg/Nord – Elbekreuzung	SH																				2019	35	30	Netzverstärkung ^b	HTL
2	Elbekreuzung – Dollern	NI																				2019	10	0	Netzverstärkung ^b	
	Ganderkesee – St.Hülfe ²	NI	HDÜ-FL-EK																			2021	61	0	Netzausbau ^a	
	St.Hülfe – Wehrendorf	NI	HDÜ-FL																			2019	30	0	Netzverstärkung ^b	
	St.Hülfe – Wehrendorf ³	NW	HDÜ-FL																			2019	3	0	Netzverstärkung ^b	
3	Neuenhagen – Bertikow ¹																					2022 (2021)	115	0	Netzausbau/ Netzverstärkung ^b	
	Vierraden – Krajinik (PL)	BB	HDÜ-FL																			2018	3	3	Netzverstärkung ^b	
	Einschleifung UW Vierraden																					2022 (2021)	5	0	Netzausbau ^a	
4	Lauchstädt – Landesgrenze ST/TH	ST	HDÜ-FL																			2008	43	43	Netzausbau ^a	
	Landesgrenze ST/TH – Viesselbach	TH	HDÜ-FL																			2008	33	33	Netzausbau ^a	
	Vieselbach – Altenfeld ³	TH	HDÜ-FL																			2015	57	57	Netzausbau ^a	
	Altenfeld – Landesgrenze TH/BY	TH	HDÜ-FL-EK																			2017	26	26	Netzausbau ^a	
	Landesgrenze TH/BY – Redwitz	BY	HDÜ-FL-EK																			2017	31	31	Netzausbau ^a	

Nr.	Streckenabschnitt	Bundesland	Technik	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	geplante Inbetriebnahme (best case)	geplante km	realisierte km	NOVA-Kategorie	Hochtemperaturleiterseil	
13	Wesel - Pkt. Wittenhorst	NW	HDÜ-FL																			2018	18	12	Netzverstärkung ^{b,c,d}		
	Pkt. Wittenhorst - Bundesgrenze NL	NW	HDÜ-FL																				2018	12	12	Netzausbau/ Netzverstärkung ^b	
14	Wesel - Uftorf	NW	HDÜ-FL-EK																				2023	21	0	Netzverstärkung ^b	
	Uftorf - Pkt. Hüls West	NW	HDÜ-FL																				2023	14	0	Netzverstärkung ^{b,c}	
15	Pkt. St. Tönis - Pkt. Fellerhöfe	NW	HDÜ-FL																				2018	7	0	Netzausbau/ Netzverstärkung ^b	
	Osterath - Gohrpunkt	NW																					2020	20	0	Netzverstärkung ^b	
	Gohrpunkt - Rommerskirchen	NW																					2020	10	0	Netzausbau ^a	
	Rommerskirchen - Sechtern	NW																					2020	38	5	Netzverstärkung ^b	
	Sechtern - Landesgrenze	NW	HDÜ-FL																				2013	29	29	Netzverstärkung ^b	
	Landesgrenze - Pkt. Neuenahr	RP																					2013	3	3	Netzverstärkung ^b	
16	Pkt. Neuenahr - Weibenthurm	RP																					2013	36	36	Netzverstärkung ^b	
	Weibenthurm - Lüstringen	NI																					2024	21	0	Netzverstärkung ^b	
	Lüstringen - Landesgrenze NI/NW	NI																					2023	21	0	Netzverstärkung ^b	
	Landesgrenze NI/NW - Hesseln	NW	HDÜ-FL-EK																				2023	8	0	Netzverstärkung ^b	
17	Hesseln - Güterstoh	NW																					2021	20	0	Netzverstärkung ^b	
	Güterstoh - Pkt. Friedrichsdorf	NW																					2018	12	12	Netzverstärkung ^{b,c}	
	Pkt. Friedrichsdorf - Bechterdissen	NW	HDÜ-FL																				2018	19	19	Netzverstärkung ^{b,c}	
18	Lüstringen - Pkt. Gäste	NI																					2024	14	14	Netzverstärkung ^{cd}	
	Pkt. Gäste - Pkt. Hambüren	NW	HDÜ-FL																				2024	4	4	Netzverstärkung ^b	
	Pkt. Hambüren - Westerkappeln	NW																					2024	2	2	Netzverstärkung ^b	

Nr.	Streckenabschnitt	Bundesland	Technik	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	geplante Inbetriebnahme ¹ (best case)	geplante km	realisierte km	NOVA-Kategorie	Hochtemperaturleiterseil
19	Kruckel – Garenfeld	NW																				2023	11	0		
	Garenfeld – Pkt. Ochsenkopf	NW																				2023	10	0		
	Pkt. Ochsenkopf – Pkt. Attendorn	NW																				2023	46	0		
	Pkt. Attendorn – Landesgrenze NW/RP	NW	HDÜ-FL																			2023	42	0	Netzverstärkung ^b	
	Landesgrenze NW/RP – Eiserfeld	NW																				2023	1	0		
	Landesgrenze NW/RP – Dauersberg	RP																				2023	16	0		
20	Dauersberg – Landesgrenze RP/HE	RP																				2012	19	19	Netzausbau/ Netzverstärkung ^b	
	Landesgrenze RP/HE – Limburg	HE	HDÜ-FL																			2012	28	28	Netzverstärkung ^b	
	Limburg – Pkt. Hünfelden	HE																				2012	13	13	Netzausbau ^a	
	Marxheim – Kelsterbach	HE	HDÜ-FL																			2010	7	7	Netzverstärkung ^b	
23	Neckarwestheim – Mülhausen	BW	HDÜ-FL																			2015	25	25	Netzverstärkung ^c	

Angaben beruhen auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber. In der Zukunft beginnende Balken geben Prognose des Verfahrensbeginns wieder.

¹ Inbetriebnahme bezeichnet hier den Zeitpunkt des Stromflusses (380kV) ggfs. in Abhängigkeit anderer Abschnitte.

² Der hier genannte Best case-Termin ist ein zeitoptimierter Termin aus Sicht des Landes Niedersachsen. Dieser soll durch beschleunigte Genehmigungsverfahren und durch frühzeitige Erdkabelbestellungen seitens des Vorhabenträgers erreicht werden.

³ Raumordnungsverfahren vor 2008.

⁴ Das Vorhaben wurde gestoppt, zuvor befand es sich im Raumordnungsverfahren.

HDÜ-EK: Ausführung als Wechselstrom-Erdkabel

HGÜ-EK: Ausführung als Gleichstrom-Erdkabel

HDÜ-FL: Ausführung als Wechselstrom-Freileitung

HDÜ-FL-EK: Ausführung als Wechselstrom-Freileitung mit Teilerdabelungsmöglichkeit

NOVA-Kategorien:

Netzausbau^a: Neubau in neuer Trasse

Netzverstärkung^b: Neubau in bestehender Trasse

Netzverstärkung^c: Zubeseilung

Netzverstärkung^d: Umbeseilung

